Coordinación con el sistema Argentino del esquema de Disparo Automático de carga por sub-frecuencia Uruguayo.

A. M. Musetti, Planificación de la explotación y estudios, UTE-Uruguay

***Resumen*-- Los sistemas uruguayo y argentino disponen de un *esquema de disparo automático de carga por sub-frecuencia* cuando ocurren grandes desbalances generación-demanda, luego de ocurrida una contingencia severa. En el año 2001, una gran perturbación en la red uruguaya, dejo expuesta la inadecuación del esquema de disparo automático uruguayo vigente lo que generó el re-diseño del mismo. Adicionalmente, Uruguay sufría muchos cortes de energía por sub-frecuencia, producidos por grandes perturbaciones en Argentina. Se adoptaron entonces, medidas correctivas inmediatas, que apuntaban a reducir los cortes de energía en Uruguay y las consecuencias de la falta del año 2001, si esta se repitiese. De ese modo se entiende que los esquemas de disparo de carga por sub-frecuencia uruguayo y argentino quedaron "descoordinados". Si bien el esquema re-diseñado contribuye con el argentino, quedó pendiente la adecuación de su desempeño ante fallas argentinas. El objeto de este análisis apunta a avanzar en ese sentido.**

***Palabras clave*— Interconnected power systems, Load shedding, Power system dynamic stability.**

I. Nomenclatura

TABLA I

Variable	Descripción
Dem	Demanda
Dr	Demanda del sistema "resto"
Dlit	Demanda del litoral
Gen h	Generación hidráulica (potencia activa)
Gen t	Generación térmica (potencia activa)
Gen isl	Generación total de la isla (potencia activa)
Gen max	Generación máxima disponible (potencia activa)
Gen inst/Maq	Potencia activa instalada por máquina
N maq	Cantidad de máquinas E/S
ΔG	Reserva rotante
ΔC	Porcentaje de sobre carga del sistema
SJP	Suma de potencia activa de la interconexión en 500 con CTM
Inter 150	Suma de potencia activa de la interconexion en 150 con CTM
TY	Potencia activa por Terra – Young
SINU	Sistema de Interconexión Nacional Uruguayo
SADI	Sistema Argentino De Interconexión
DAF	Nombre dado al esquema de Disparo Automático de carga por sub- Frecuencia.
DAC	Disparo Automático de Carga.

A. Musetti pertenece a DPE (Despacho Nacional de cargas, Planificación de la explotación y estudios de UTE), Montevideo Cno. Altuna s/n Uruguay. (e-mail: amusetti@ute.com.uy).

II. Introducción

En noviembre del año 2001, una gran perturbación en la red uruguaya (salida intempestiva de la interconexión San Javier – Palmar), dejo expuesta la inadecuación del esquema de disparo automático entonces vigente [4]. De inmediato, se adoptaron medidas correctivas [9] y se iniciaron estudios de re-diseño del esquema DAF [1][2], enfocados a sustituir los relés que lo integraban, por otros de tecnología diferente.
Adicionalmente, el esquema vigente no contribuye con su similar argentino, como lo hacía históricamente, debido a que en determinado momento se reajustó el mismo para disparar en forma tardía respecto del esquema Argentino. En efecto, ésta medida se adoptó debido a frecuentes cortes que se producían en Montevideo, cuando había contingencias graves en Argentina; desde entonces el esquema de alivio de carga argentino dispara carga a partir de caídas en la frecuencia por debajo de 49 Hz, mientras que el uruguayo dispara carga a partir de 48.5 Hz.
Finalmente, el DAF re-diseñado contribuye a cortar carga desde 49 Hz, pero su diseño no quedó optimizado ni verificado su desempeño, ante una perturbación argentina. El mismo fue orientado a proteger el SINU de la peor contingencia uruguaya (pérdida de la interconexión San Javier- Palmar).

III. Objetivo

El objetivo de este análisis apunta a avanzar hacia la realización de un DAF coordinado con el argentino, partiendo del esquema DAF re-diseñado. Se realizaron simulaciones dinámicas [3] para diferentes escenarios de operación y cuatro esquemas de disparo de carga diferentes, cuyo resultado se presenta en este artículo.

IV. Criterios y metodología

Coordinación de los esquemas DAF uruguayo y argentino, se le ha llamado al hecho de ajustar al esquema uruguayo, para complementar y colaborar con el alivio de carga de ambos sistemas interconectados, vistos como una misma red integrada por varias áreas. Para llevarlo a la práctica, se pretende cortar determinada cantidad de carga del sistema eléctrico uruguayo, frente a dos contingencias o fallas testigo.

A. Fallas testigo

Para realizar el análisis se definieron dos fallas testigo:

- Una "falla argentina", crítica que produzca gran variación de la frecuencia: se adoptó la pérdida de Henderson – Ezeiza[1].
- Una "falla uruguaya", la peor contingencia local: perdida (doble) de la interconexión San Javier – Palmar.

B. Criterios

1) Abordaje del problema

De los estudios de re-diseño [1][2] y del análisis las contingencias argentinas (incluido en el punto VI. de este documento y más detallado en [3]), es posible separar los fenómenos, por sus características en el desempeño, de la siguiente manera:

- Cuando se produce la falla testigo de Uruguay, actuaría, con alto nivel de probabilidad, la etapa de derivada, ya que la mayor parte del tiempo, se produciría un desbalance generación - demanda mayor o igual al 30% de la demanda.
- Cuando se produce la falla testigo argentina la actuación del esquema sería por nivel de frecuencia, y no por derivada, también con alta probabilidad.

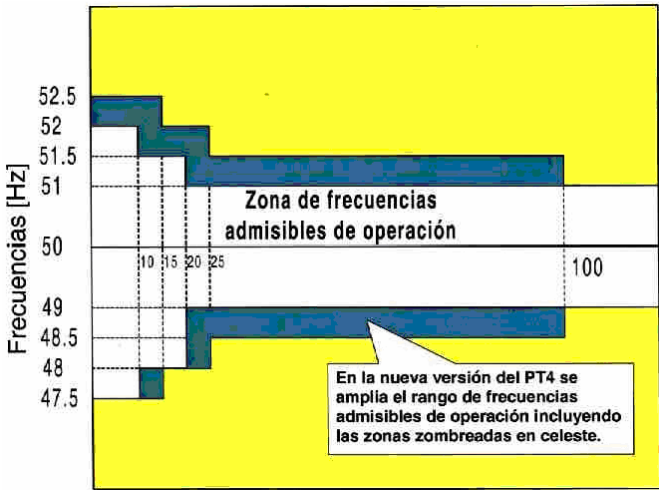


Fig. 1. Rango de frecuencias admisibles del SADI (CAMMESA)

2) Carga disparada

Otro criterio que se adoptó en [3], fue el de reducir el monto de los cortes de carga uruguaya de cada etapa del DAF re-diseñado, frente a la perturbación testigo argentina, llevándolo a valores similares a los históricos (5% de la demanda) o menos.

El estudio tiene dos etapas:

- Análisis estadístico de la ocurrencia de grandes perturbaciones producidas en la República Argentina
- Simulaciones dinámicas de cuatro esquemas DAF, sometidas a las fallas testigo

3) Limites de frecuencia admisible

Para la validación de las simulaciones se adoptaron los criterios de frecuencia del agente administrador del mercado mayorista eléctrico argentino [6], expresados gráficamente en la Fig. 1. También se consideró el reglamento de trasmisión uruguayo [5] y los niveles de protección por subfrecuencia de determinadas unidades particulares de generación que se observan con más cuidado del sistema uruguayo. Los resultados se establecen en la TABLA X, para cada criterio.

V. ESQUEMAS DE DISPARO DE CARGA

A. Esquemas vigentes

Se describen los esquemas de disparo de carga argentino y uruguayo vigentes a la fecha en que se realizó el análisis referido en [3]:

1) El esquema de corte por sub-frecuencia uruguayo

En el esquema uruguayo, no hay corte de carga hasta valores de 48.5 Hz (TABLA II). La primer etapa de nivel comienza a actuar a 49.5 Hz, pero la misma no posee disparo de carga sino que produce la apertura de la línea Terra-Young. Esta apertura predispone al sistema uruguayo para quedar en isla si hubiese salido de servicio la interconexión (Anexo Fig. 3).

2) El esquema de corte por sub-frecuencia argentino

Está definido en dos áreas de manera distinta: Gran Buenos aires y provincias cercanas (TABLA III) y resto del sistema (TABLA IV). En ambas áreas, el esquema comenzaba a actuar al descender la frecuencia por debajo de 49 Hz.

B. Esquema re-diseñado

El esquema se re-diseñó (DAF 1) para proteger al sistema frente a la falla considerada testigo uruguaya [2], a ser implementado con relés que actúan por derivada y nivel de frecuencia. Estos sistemas de protección resultan más adecuados, ya que actúan con más rapidez al predecir la carga que será cortada en función de la velocidad de descenso de la frecuencia (derivada de la frecuencia). En el anexo se podrá observar en forma resumida el criterio que se adopto para el re-diseño.

En el re-diseño resumido en la fila "DAF 1" de la TABLA V, se eligió un solo nivel de derivada (columnas Ed2, E5) y cuatro etapas de nivel de frecuencia (columnas E1 a E4). El corte de carga que se realiza en el primer nivel (49 Hz) sería del orden de 10%[2], valor que supera al histórico uruguayo producido por cortes en Argentina. Es decir, esta cantidad de carga, es la que se cortaría frente a contingencias menos críticas y frecuentes producidas por fallas en la República Argentina (cortes del orden de 100 MW).

C. Esquemas alternativos estudiados

En la TABLA V se presentan los esquemas de disparo considerados:

1) Ajuste al re-diseño (DAF 2)

Un ajuste mejorado del DAF diseñado, es posible realizarlo, cortando un 5% de carga en la primer etapa (cortes del orden de 50 MW). Se cortaría un 50% menos carga que en "DAF 1", cuando ocurren contingencias Argentinas. Para ello sería necesario modificar el nivel de frecuencia de disparo en las etapas E3 y E4 del esquema

[1] De acuerdo al relevamiento de fallas que producen subfrecuencia realizado en el punto VI. De este artículo, esta contingencia produjo la sub-frecuencia más profunda en el período analizado. No se analizó la peor contingencia argentina doble salida secuencial de Chocón – Puelches

[2] En [1] se eligió un determinado conjunto de estaciones a disparar, entendiendo que el disparo se realizaría disparando los transformadores de transmisión existentes en las estaciones consideradas, a diferencia del esquema vigente que dispara líneas radiales de distribución de energía.

re-diseñado y agregar dos etapas más (E6 y E7), sin variar el ajuste del disparo por derivada de frecuencia que queda reservado para contingencias muy severas (TABLA V columnas Ed2 y E5).

TABLA II
ESQUEMA DE DISARO DE CARGA VIGENTE EN EL SINU

Etapa	Frecuencia (Hz)	Estación	Minima carga disparada en % de la dem. Total de UTE.	Carga disparada acumulada%
E1	48.5	C H F	14.0	14.0
		E F J K N	13.0	27.0
E2	48.2	E J N		
	48.0	H	12.5	39.5
E3	47.8	A	15.0	54.5
E4	47.4	B C	3.0 2.0	59.5

TABLA III
GBA, SANTA FE, ENTRE RÍOS, PROVINCIA DE BS. AS

Escalón relés	Frec. abs. (Hz)	relés df/dt (Hz/seg)	Carga Cortada (Hz/seg)
1	49.0	-0.8	3.0%
2	48.9	-0.8	4.0%
3	48.8	-0.8	6.0%
4	48.7	-0.8	6.5%
5	48.6	-0.9	9.0%
6	48.5	-	10.0%
7	48.4	-	3.5%
Total			**42.0%**

TABLA IV
RESTO DEL MEM

Escalón relés	Frec. abs. (Hz)	relés decr. (Hz/seg)	Carga Cortada
1	49.0		4.5%
2	48.9		4.0%
3	48.8		6.0%
4	48.7		6.5%
5	48.6		9.0%
6	48.5	-0.75 (*)	10.0%
7	48.4	-0.9 (*)	2.0%
Total			**42.0%**

2) Disparo automático de carga (DAF 3)

Se simula el desempeño de un sistema DAC dado en TABLA VI, donde actúa disparando cargas en función de la potencia activa pre-contingencia por San Javier – Palmar. Esto hace que el tiempo de actuación de las protecciones no dependa de la pendiente con que cae la frecuencia, y siempre actúe en forma rápida y previamente programada.

3) Esquema adaptativo (DAF 4)

Por último un esquema llamado "adaptativo" (TABLA V) es un análisis teórico de cómo debería ser el esquema de disparo si las etapas de nivel se eligiesen igual a las etapas del área GBA y provincias próximas según TABLA III. Allí, las etapas E1a E5 disparan por nivel y derivada. Cuando la perturbación sea tal que la derivada de la frecuencia supere el ajuste Ed1, se adiciona un disparo (E6) del 10% de la demanda del sistema en isla, en cada nivel de frecuencia indicado como E1j, que son los niveles determinados en el re-diseño (indicados nuevamente en la tabla VI, E11 a E14). Así el esquema de protección actuaría igual que en el área GBA si la frecuencia cae más lentamente que Ed1 y habría un alivio adicional si la caída en la frecuencia es más rápida.

VI. ANÁLISIS DE GRANDES CONTINGENCIAS EN ARGENTINA

En la TABLA VIII, se presentan la cantidad de contingencias que produjeron cortes por actuación de las etapas de sub-frecuencia en el período 2000 - 2003, para cada banda de frecuencia del esquema re-diseñado (DAF1) Se concluye de aquí que en la mayoría de las situaciones actuaría la primer etapa del esquema uruguayo re-diseñado. Se destaca que desde marzo de 2002, se eliminó la etapa 1 de 49 Hz de sub-frecuencia del esquema uruguayo vigente, "bajándola" a 48.5 Hz. Esto fue realizado con el propósito de no tener cortes en Uruguay por contingencias las argentinas. De este análisis se obtuvo también que la falla que generó la sub-frecuencia de valores más bajos durante este período fue la falla testigo adoptada (Pérdida del vínculo Henderson-Ezeiza).

VII. SIMULACIONES DINÁMICAS

A. Casos base

Se trabajó sobre escenarios de demanda media de los sistemas uruguayo y argentino. Dadas las fallas testigo elegidas, el factor determinante de la profundidad de la sub-frecuencia es el escenario de generación y demanda pre-contingencia que determinará la sobrecarga (ver anexo). Cada escenario es llamado caso base con un nivel de sobrecarga que lo identificará para este análisis. A los efectos de construir los casos base se varió la generación uruguaya. De ese modo existen diferentes intercambios entre áreas; en especial importa el flujo por la interconexión SJP.

B. Resultados

Los resultados se resumen en TABLA IX y TABLA X; Se muestran los escenarios o casos base considerados donde se simuló cada falla testigo. Todos son escenarios de demanda media en el SADI (unos 10000 MW) y en el

SINU (1000 MW). Los valores de la carga cortada en cada etapa, están en porcentajes de la demanda del sistema uruguayo en isla. En la columna indicada como sobrecarga, se encuentran los valores definidos de acuerdo al desarrollo hecho en el anexo, expresados en porcentaje de la demanda del sistema uruguayo. En la TABLA IX, se indica con el símbolo "✓" las etapas que actuaron en cada simulación, y el monto de carga disparada como porcentaje de la demanda del sistema que queda en isla. En la TABLA X, se esquematiza el desempeño frente a los requerimientos de las reglamentaciones de URSEA (Reglamento de trasmisión [4]), CAMMESA [5] y las protecciones de máquinas particulares de UTE (CTR o La Tablada, Central Batlle y Rincón del Bonete o G. Terra). En esta, con el símbolo "✓", se indica aquellas simulaciones donde el desempeño de la frecuencia del sistema cumplió los criterios adoptados, o donde no hay disparo de las protecciones de los generadores indicados. Cuando no se cumple algún criterio o habría disparo de relés, se indica con una "x". Finalmente los valores limitantes considerados para construir la TABLA X, se presentan en la TABLA XI (actuación de las protecciones de generadores).

VIII. Conclusion

Se realiza una propuesta de metodología y criterios para ajustar el esquema de alivio de carga por sub-frecuencia re-diseñado uruguayo, con el fin de coordinarlo con el esquema argentino. Se llegó a una modificación o ajuste posible (DAF 2) que satisface la coordinación según los criterios propuestos, tendiente a mejorar el desempeño del esquema re-diseñado original DAF 1.

IX. Recomendaciones

El autor propone el presente trabajo como discusión y punto de partida para revisar y actualizar los estudios así como otros criterios en función de tecnologías diferentes de dispositivos automáticos de protección. También se propone analizar la falla testigo doble salida secuencial de Chocón – Puelches, que resulta más severa que la elegida.

X. Apendice: Re-diseño del esquema automático de carga (consideraciones frente a la pérdida de la interconexión en 500 kV San Javier Palmar).

A. Introducción

En el presente anexo se resume el comportamiento del sistema eléctrico uruguayo frente a la salida intempestiva de la interconexión San Javier- Palmar. En la Fig. 2 se representan en forma esquemática las líneas que vinculan las áreas que intervienen en el fenómeno de sub-frecuencia cuando se pierde la interconexión en 500 kV San Javier- Palmar. Cuando se produce la pérdida de esta interconexión, es decir, se desvinculan en forma secuencial ambas líneas San Javier – Palmar, queda el sistema interconectado Uruguayo únicamente vinculado por 150 kV a CTM, a través de la línea Terra-Young, pasando por el subsistema litoral norte. Esta débil conexión, produce fuertes oscilaciones como se observó en estudios previos [4][8][9]. De estos y del estudio de re-diseño [2], surge la recomendación de aislar el resto del sistema Uruguayo, produciendo la apertura de Terra - Young lo antes posible y en forma automática. Para eso se recomendó colocar en esa línea, un relé de frecuencia ajustado a 49.5 Hz instantáneo, entre las medidas inmediatas de ajuste del esquema vigente. Luego de aislado el sistema queda con un déficit de generación que produce una fuerte caída de frecuencia. A este desbalance generación - carga se lo llama *sobrecarga del sistema de generación* [7].

B. Cálculo de la sobrecarga del sistema

A continuación se desarrolla el cálculo de la sobrecarga que deben soportar los generadores, a los efectos de estimar la carga que deberá ser cortada, para reestablecer la frecuencia del sistema, y eliminar esta sobrecarga

C. Desarrollo

Como anteriormente se mencionó ante la pérdida de la interconexión en 500 kV, y luego de la apertura de la línea Terra –Young, queda un sub-sistema aislado que llamaremos "resto de UTE". Este sistema quedará sobrecargado, es decir, su generación se verá sobrecarga observándose un déficit que produce la sub frecuencia (ver Fig. 3). Una vez que actúan los reguladores de velocidad y aumentan la potencia mecánica para reducir el desbalance, la sobrecarga resulta igual a:

$$\Delta C = SJP - TY - \Delta G \quad (1)$$

$$\Delta C = D_r - Gen\ isl - \Delta G \quad (2)$$

Donde :

$$Gen\ isl = G_h + G_t \quad (3)$$

$$\Delta G = Gen\ max - Gen\ isl \quad (4)$$

Esta sobrecarga o desbalance de carga es aproximadamente igual a la carga que hay que rechazar (a menos de las pérdidas y un cierto nivel de sobrecarga remanente[3]). Calculada como porcentaje sobre la demanda del sistema "resto" (Dr) es:

$$\Delta C(\%) = \frac{SJP - TY - \Delta G}{D_r} \times 100 \quad (5)$$

Siendo:

$$D_r = Dem - D_{lit}\text{, y} \quad (6)$$

$$D_{lit} = Inter\,150 + TY \quad (7)$$

Todos los valores de las ecuaciones son valores previos a la pérdida de las líneas de 500 kV San Javier – Palmar.

[3] Entre los objetivos del re-diseño, se consideró minimizar la carga a cortar. El re-diseño cumple con el desempeño del sistema en estado estacionario [6], luego del fenómeno transitorio.

TABLA V

CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA EMPLEADOS EN LAS SIMULACIONES DINÁMICAS

Nro. de DAF	Descripcion de casos	Niveles de frecuencia (Hz) y derivada (Hz/s)									Carga disparada en las simulaciones (% demanda de isla)							Cantidad de casos simulados
		Ed1	Ed2	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	
1	Diseño gv2003		-1.75	49.0	48.6	48.0	47.3				8%	9%	9%	9%	31%			8
2	Mejor re-ajuste		-1.75	49.0	48.6	48.2	47.8		47.4	47.0	5%	5%	5%	5%	31%	8%	9%	8
3	DAC SJP	Disparo según la potencia previa por SJP																2
4	Esquema adaptativo	-1.75	-1.75	49.0	48.9	48.8	48.7	48.6	E1j		3%	4%	6%	7%	10%	10%		6

TABLA VI

ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA (DAC) EN FUNCION DE LA POTENCIA PREVIA POR LA INTERCONEXIÓN DE 500 KV.

DAC SJP	Demanda total media (1026 MW, 923 MW isla)							
	MW S Javier-Palmar	100	200	300	400	500	600	700
	% carga disparada (isla)	10	20	30	40	50	60	70

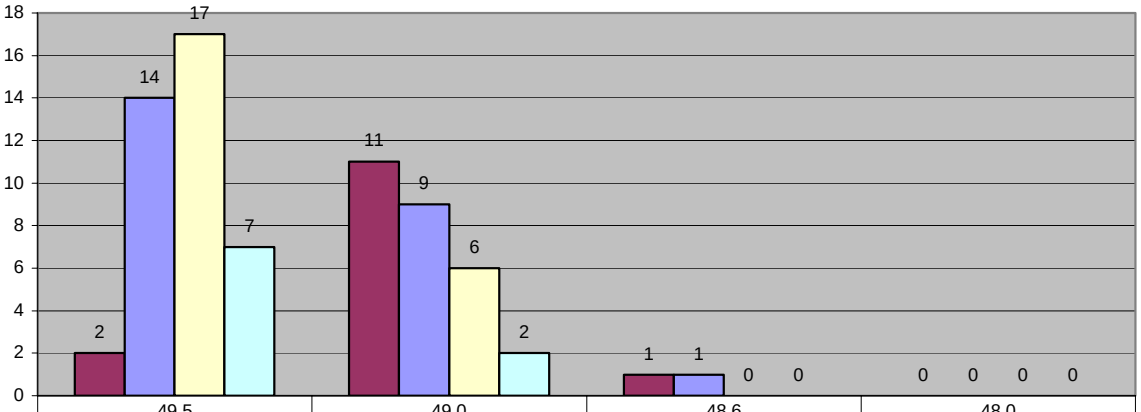
TABLA VII

ETAPA COMPLEMENTARIA DEL ESQUEMA DAF 4. NIVELES DE DE FRECUENCIA DE DISPARO ADICIONAL

DAF 4	Ajuste de frecuencia de reles que integran la etapa 6	E11	E12	E13	E14	Total
	Frecuencia (Hz)	49.0	48.6	48.0	47.3	
	Carga disparada (% isla)	10.0	10.0	10.0	10.0	40.0

TABLA VIII

CANTIDAD DE CONTINGENCIAS QUE PRODUCEN SUBFRECUENCIA DENTRO DE LAS BANDAS DEFINIDAS POR LAS ETAPAS DEL ESQUEMA DAF RE-DISEÑADO



	49.5	49.0	48.6	48.0
Cantidad año 2000	2	11	1	0
Cantidad año 2001	14	9	1	0
Cantidad año 2002	17	6	0	0
Cantidad año 2003	7	2	0	0

Frec min diaria

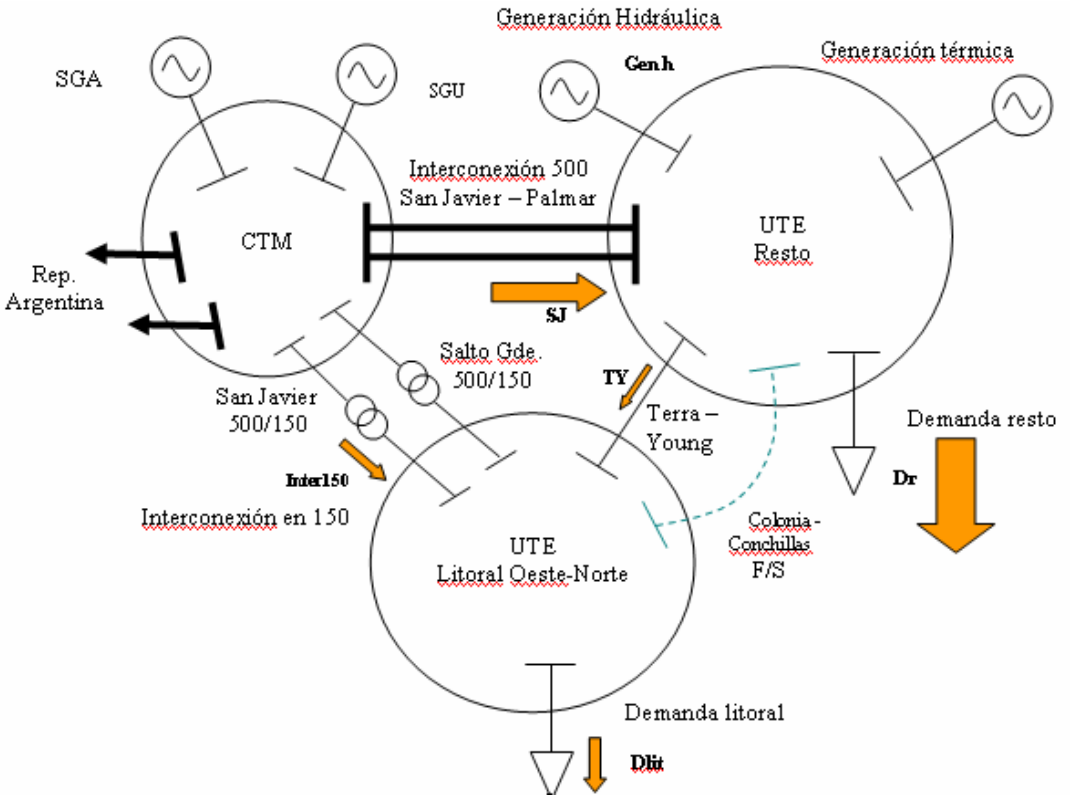


Fig. 2. Composición por zonas del sistema interconectado, para el diseño del esquema de rechazo de carga por subfrecuencia; situación previa a la salida de servicio de la interconexión San Javier-Palmar.

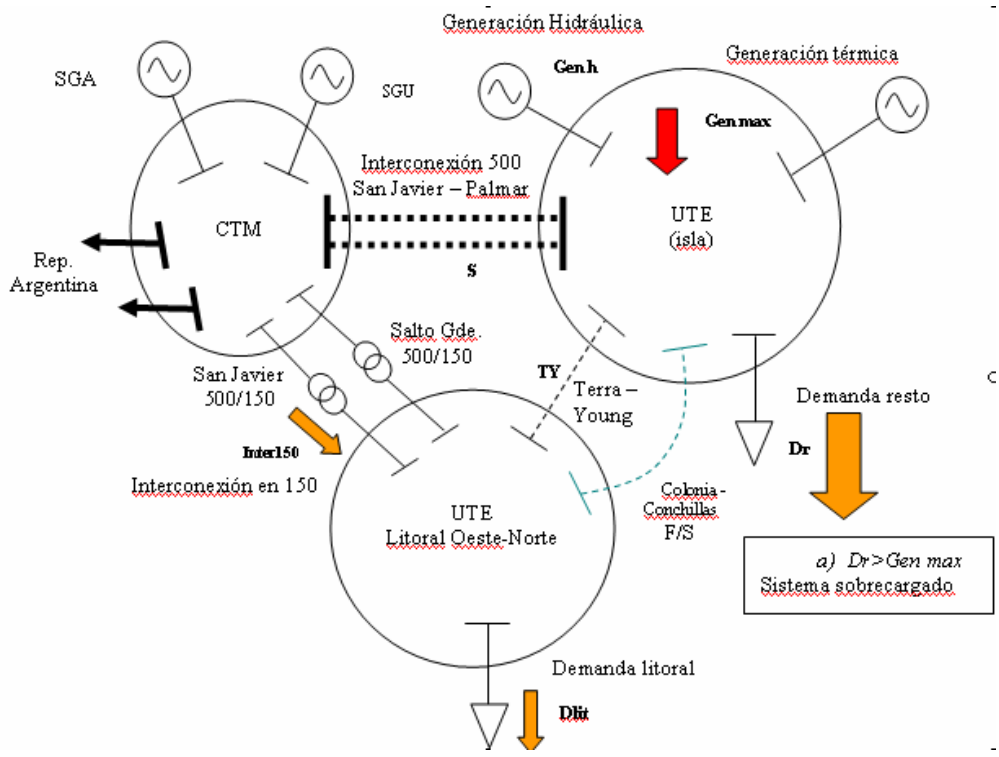


Fig. 3. Composición por zonas del sistema interconectado, para el diseño del esquema de rechazo de carga por subfrecuencia; situación posterior a la salida de servicio de la interconexión San Javier-Palmar.

XI. Referencias

[1] D. Bonjour, A. Musetti, "IN-PEE-ERE-1010-v00 - Implementación del esquema de disparo automático por subfrecuencia (DAF)", PEE-UTE, jun-2003, Cno. Altuna s/n Montevideo, Uruguay.

[2] D. Bonjour, A. Musetti, , DAF, Capítulo 5, Sección 2, Guía de verano 2003, archivo "capitulo 5.2.doc", PEE, UTE, Cno. Altuna s/n Montevideo, Uruguay

[3] A. Musetti, "IN-PEE-GOP-2004V-V00 - Cap. 05 - Protección global del sistema", Guía de verano 2004, PEE, UTE, Cno. Altuna s/n Montevideo, Uruguay.

[4] E. Carnelli, H. Perdomo (Protecciones-UTE), E. Penza, A. Musetti (PEE-UTE), "Informe de la Perturbación ocurrida el día 25/11/01 h1:27:13,515, salida de servicio de ambas líneas San Javier- Palmar 500 kV ", Informe conjunto de las gerencias de Protecciones y Planificación de la explotación y estudios de UTE, ene-2002, Montevdeio Uruguay.

[5] Reglamento de transmisión de energía eléctrica Anexos, Anexo IV "desempeño mínimo del sistema", Titulo III, articulo 10, decreto 278/002 jun-2002, Presidencia de la República Oriental del Uruguay.

[6] CAMMESA- Los Procedimientos, Anexo PT4, Rosario-Argentina.

[7] John Berdy, "Load shedding – an application guide" General Electric Company, Electric Utility Engeneering Operation, Schenectady, N.Y. (1968), included in Section 3 of "Load Shedding, Load Restoration and Generator Protection Using Solid-state and Electromechanical Underfrequency Relays",GET-6449, compiled and edited by Warren C. New, Switchgear Business department, General Electric Company Philadelphia, Pa. 19142.

[8] A. Musetti, "Simulación de la falla del 25-11-01, 1:27 hs: F/S las dos líneas San Javier-Palmar 500", IT01/02 PEE, UTE, Cno. Altuna s/n Montevideo, Uruguay.

[9] A. Musetti, "Solución temporaria de ajuste del disparo automático por frecuencia", IT11/02 PEE, UTE, Cno. Altuna s/n Montevideo, Uruguay.

XII. Biografía

Alvaro Musetti Perna, nació en Montevideo, Uruguay, el 3 de abril de 1965. Se graduó de Ingeniero Electricista en la facultad Ingeniería de Montevideo. Su experiencia laboral, a sido obtenida en U.T.E. (Usinas y transmisiones eléctricas). Trabajó entre los años 1990 y 1997 especializándose fundamentalmente, en el mantenimiento, análisis y localización de faltas en redes subterráneas de distribución de energía eléctrica. A partir de 1998 comenzó a trabajar como ingeniero especialista en estudios dinámicos de la red, orientado a la planificación de la explotación del sistema eléctrico nacional, cargo que actualmente desempeña. Las áreas temáticas en que desarrollo su experiencia abarcan los estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, sistemas de control de unidades de generación, y planificación de la operación de la red.

TABLA IX

DESEMPEÑO DE LOS ESQUEMAS DE DISPARO DE CARGA SIMULADOS PARA SOBRECARGAS DESDE 10% A 60 % APROXIMADAMENTE

Nro. de DAF	Descripcion de casos	Sobrecarga (% de la Demanda)		Carga total disparada (% isla)	Etapas que actuaron en la simulación								Carga disparada en % de la demanda de la isla							
					Derivada		Nivel						Derivada		Nivel					
		Total	Isla		Ed1	Ed2	E1	E2	E3	E4	E6	E7	Ed1	Ed2	E1	E2	E3	E4	E6	E7
1	Diseño gv2003	F/S Hend - Ezeiza		8%			✔								8%					
		9%	10%	0%																
		16%	18%	8%			✔								8%					
		26%	29%	27%		✔	✔	✔						11%	8%	9%				
		37%	41%	47%		✔	✔	✔						30%	8%	9%				
		43%	48%	57%		✔	✔	✔	✔					31%	8%	9%	9%			
		53%	59%	56%		✔	✔	✔	✔					31%	8%	9%	9%			
		64%	71%	65%		✔	✔	✔	✔	✔				31%	8%	9%	9%	9%		
2	Mejor re-ajuste	F/S Hend - Ezeiza		5%			✔								5%					
		9%	10%	0%																
		22%	24%	35%		✔	✔							31%	5%					
		30%	33%	40%		✔	✔	✔						31%	5%	5%				
		37%	41%	44%		✔	✔	✔	✔					30%	4%	4%	4%			
		43%	48%	49%		✔	✔	✔	✔	✔				31%	5%	5%	5%	5%		
		53%	59%	57%		✔	✔	✔	✔	✔	✔			31%	5%	5%	5%	5%	8%	
		64%	71%	65%		✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔		31%	5%	5%	5%	5%	8%	9%
3	Interdisparo	53%	59%	54%	Desconexion de Norte, E, F, BIF, J, SOL, H, ROD, PAZ, PAN, K, PIE								54.29%							
		64%	71%	63%	Desconexion de Norte, E, F, BIF, J, SOL, H, ROD, PAZ, PAN, K, PIE, C, PES								63.13%							
4	Esquema adaptativo	F/S Hend - Ezeiza		22%				✔	✔	✔	✔				3%	4%	6%		8%	
		16%	18%	21%				✔	✔	✔	✔				3%	4%	6%		8%	
		26%	29%	47%	✔	✔	✔	✔	✔	✔	✔		1%	10%	3%	4%	6%	7%	17%	
		37%	41%	47%	✔	✔					✔		21%	10%					17%	
		53%	59%	56%	✔	✔					✔		21%	10%					26%	
		64%	71%	65%	✔	✔					✔		21%	10%					35%	

TABLA X

CUMPLIMIENTO DE LOS DISTINTOS CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DE CASOS

Nro. de DAF	Descripcion de casos	Sobrecarga (% de la Demanda)		Carga total disparada (% isla)	Requisitos de CAMMESA	Reglamento de Transmisión URSEA (Permanecia E/S Palmar)	Permanencia E/S de Bonete	Permanencia E/S de C. Batlle	Permanencia E/S de CTR
		Total	**Isla**						
1	Diseño gv2003	F/S Hend - Ezeiza		**8%**	✔	✔	✔	✔	✔
		9%	**10%**	**0%**	✔	✔	✔	✔	✔
		16%	**18%**	**8%**	✔	✔	✔	✔	✔
		26%	**29%**	**27%**	✔	✔	✔	✔	✘
		37%	**41%**	**47%**	✔	✔	✘	✔	✘
		43%	**48%**	**57%**	✔	✔	✘	✔	✘
		53%	**59%**	**56%**	✘	✔	✔	✘	✘
		64%	**71%**	**65%**	✘	✘	✘	✘	✘
2	Mejor re-ajuste	F/S Hend - Ezeiza		**5%**	✔	✔	✔	✔	✔
		9%	**10%**	**0%**	✔	✔	✔	✔	✔
		22%	**24%**	**35%**	✔	✔	✘	✔	✔
		30%	**33%**	**40%**	✔	✔	✔	✔	✔
		37%	**41%**	**44%**	✔	✔	✔	✔	✘
		43%	**48%**	**49%**	✔	✔	✔	✘	✘
		53%	**59%**	**57%**	✘	✔	✔	✘	✘
		64%	**71%**	**65%**	✘	✘	✘	✘	✘
3	Interdisparo	53%	**59%**	**54%**	✔	✔	✔	✘	✘
		64%	**71%**	**63%**	✘	✘	✘	✘	✘
4	Esquema adaptativo	F/S Hend - Ezeiza		**22%**	✔	✔	✔	✔	✔
		16%	**18%**	**21%**	✔	✔	✔	✔	✔
		26%	**29%**	**47%**	✘	✔	✘	✔	✔
		37%	**41%**	**47%**	✔	✔	✘	✔	✘
		53%	**59%**	**56%**	✘	✔	✔	✘	✘
		64%	**71%**	**65%**	✘	✘	✘	✘	✘

✔	Aceptable
✘	sobrefrecuencia fuera de rango
✘	subfrecuencia fuera de rango

TABLA XI

RESTRICCIONES A LA FRECUENCIA CONSIDERADAS DE UTE

Central	**Ajuste (Hz)**	**Tiempo (s)**
Palmar (URSEA)	53 47.5	3
Central Batlle 5a	54.0 53.0	1 3
	48.5 48.2	3 1
Central Batlle 6a	54.0 53.0	1 3
	48.5 48.2	3 1
La Tablada (CTR)	48.5	0
Bonete	47	0.5 0